

东营凹陷岩性油气藏成藏动力学特征*

曾 溅 辉

(石油大学盆地与油藏研究中心, 北京 102200)

郑和荣 王 宁

(胜利油田地质研究院, 山东东营 257062)

东营凹陷岩性油气藏主要为砂岩透镜体油气藏和砂岩上翘尖灭油气藏。受地层压力的影响, 东营凹陷岩性油气藏表现为不同的成藏动力学特征。在正常压力系统, 岩性油气藏油气运移的驱动力主要为浮力, 油气沿断裂、不整合面或储集岩向上运移并在岩性圈闭中聚集成藏, 运移相态主要为游离相; 而在异常高压系统, 油气运移的驱动力主要为压实和欠压实作用下产生的地层压力差, 这种压力差可以驱动油气由高势区向低势区运移并在岩性圈闭中成藏, 运移相态主要为混(溶)相和游离相。

关键词 岩性油气藏 成藏动力学 东营凹陷

第一作者简介 曾 溅 辉 男 36 岁 副教授 石油地质和水文地质

1 类型和分布

东营凹陷岩性油气藏, 可分为砂岩透镜体油气藏和砂岩上翘尖灭油气藏(图 1)。它们多分布在凹陷边缘附近的砂砾岩发育区和凹陷中心部位的浊积岩发育区, 主要在沙河街组四段和沙河街组三段, 与构造和断裂的依赖性相对较小。沙河街组三段中、下部浊积砂岩透镜体岩性

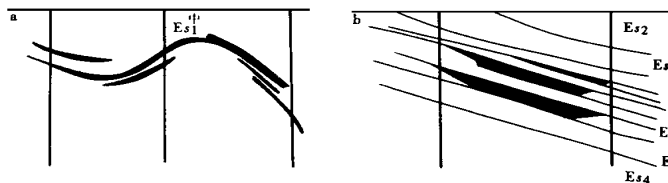


图 1 东营凹陷的砂岩透镜体油气藏(a)和
砂岩上翘尖灭油气藏(b)^[1]

油藏在济阳拗陷各凹陷中均有发现, 尤以东营凹陷中央隆起带中段的东营、郝家、现河庄地区及其南部的牛庄、六户地区最多, 含油气最丰富。据不完全统计, 东营、郝家、现河庄地区沙河街组三段中、下部共有大小砂岩透镜体 152 个, 其中 82 个含油, 占总数的 50.4%, 如东营

凹陷东营构造北翼的营 6 井沙河街组三段中部砂岩透镜体油藏、营 2 井沙河街组三段中部砂岩透镜体油藏等(图 1)。一般为高产、异常压力、低饱和度轻质油油藏。该类油藏是济阳拗陷

* 中国石油天然气总公司“九五”重点科技攻关项目“大、中型油气田成藏定量模式”研究(960007)的部分成果

收稿日期: 1998-06-09

内一种典型的岩性油气藏,是今后继续勘探的重要对象之一^[1]。

2 成藏条件

2.1 构造条件

东营凹陷具有北断南超的箕状结构。岩性油气藏所在的沙河街组三段和沙河街组四段上部主要有两种成因的构造系列,即盆倾断陷-重力滑动构造系列和塑性拱张构造系列,是构造及岩性构造油气藏形成的重要条件。在东营凹陷北部和南部洼陷带内,即东营凹陷向斜(洼陷)中,上述两种类型构造不发育,但在生油岩内部仍然形成了大量的岩性油气藏,说明岩性油气藏并不十分依赖于构造条件。

2.2 油源条件

沙河街组三段和四段是东营凹陷最主要的烃源岩。四段生油岩以灰质页岩、深灰色泥岩以及灰色白云质泥岩为主,夹薄层油页岩、白云岩、白云质灰岩、鲕状灰岩,在牛庄、利津等洼陷为成熟生油区,围绕广利-博兴沉积中心的东营南区也广泛分布,但成熟度低,这是东营南坡低熟油的重要油源。三段生油岩以褐灰色油页岩、灰色及深灰色泥岩为主,中、下部生油岩厚度大,沉积中心为利津、牛庄、民丰洼陷,尤其在东营北部洼陷带生油岩累积厚度可达上千米,一般厚度在 700~ 800 m,是东营凹陷最主要的生油岩系。

2.3 储层条件

沙河街组三段和四段主要发育三角洲、扇三角洲、近岸水下扇、深水浊积扇、滑塌浊积岩等砂岩体。这些三角洲和各种浊积岩体使得砂体与泥岩相互穿插或砂体包裹于泥岩之中,从而有利于岩性油气藏的形成。

2.4 生储盖组合条件

沙河街组三段、四段上部生油岩本身又是盖层,可与储集岩构成自生、自储、自盖的组合模式。这种生储盖组合在纵向上则是储集岩层夹于厚层生油岩之中,横向上则是在盆地中心部位生油岩包裹着深水扇浊积岩体和透镜状滑塌浊积岩体,在盆地周边部各种砂砾岩体伸入生油岩之中,从而有利于盆地中心部位岩性油气藏和盆地边缘地区构造-岩性油气藏的形成。

3 成藏动力学特征

地层压力的研究表明,东营凹陷一般在 2 200 m 以下存在着异常压力,即地层压力分布具有明显的双层结构特点,上部正常压力系统与下部高压系统(图 2)。由于这种地层压力双层结构的存在,导致上部正常压力系统和

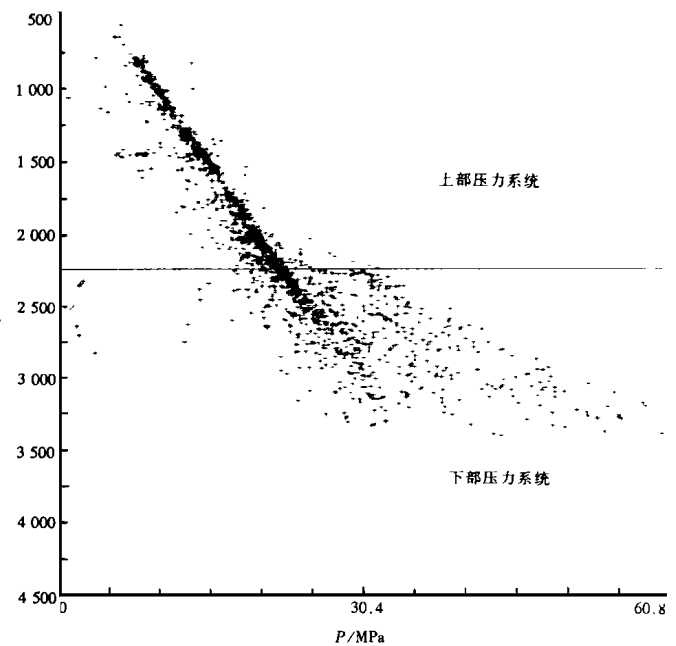


图 2 东营凹陷地层压力与深度的关系

下部异常高压系统岩性油气藏的成藏动力学机制有很大的差别。

3.1 砂岩上翘尖灭油气藏

3.1.1 正常压力系统砂岩上翘尖灭油气藏

该类油气藏主要分布在凹陷边缘斜坡带,埋藏深度小于2 000 m,压力系数一般小于1.1。生储盖组合具三种特征,即储集层位于相邻生油岩层之上;储集层穿插于生油岩之中;储集层远离生油岩(最为主要)。由于这类油气藏大都远离生油岩,位于成熟烃源岩和异常压力带的外部,因此油气运移的动力主要为浮力,运移相态以游离态(油相或气相)为主,运移通道主要为不整合面、储集层和断层,运移方式为经较长距离的侧向运移和垂向运移,油气藏的充满度一般为中等偏低,同时受构造活动影响较大,不易保存。

3.1.2 异常高压系统砂岩上翘尖灭油气藏

这类油气藏主要分布在凹陷内部斜坡带和凹陷边缘,埋藏深度大于2 000 m,压力系数一般大于1.2。这类油气藏的储集层位于相邻生油岩之上,或穿插于生油岩之中,由相邻生油岩,或断层深部运移供给油气。由于此类油气藏处于下部异常高压系统,因此压实作用所产生的地层压力差,对其成藏动力学具有重要的影响。首先,油气运移的动力除浮力外,更重要的是压实作用所产生的地层压力差,即伸入沙河街组三、四段生油岩的砂砾岩体与盆地内部生油岩之间形成压力差,驱使油气进入岩性圈闭中聚集成藏;其次,油气运移的相态发生变化,主要为混(溶)相和游离相。在异常高压系统,当流体压力接近岩石地静压力时,顶部封盖层发生破裂,生油岩中的油气以及其他孔隙流体以混(溶)相的形式发生涌流进入岩性圈闭^[2,3]。油气运移方式主要有三种,第一种为由生油洼陷区沿储集层或不整合面向凹陷边缘发生侧向运移,运移距离一般不太长;第二种为沿断层由较深处向较浅处的垂向运移;第三种是由生油岩向邻接砂岩直接运移成藏。油气藏的充满度中等或较大,同时受构造活动影响较大,不易保存。

3.2 砂岩透镜体油气藏

区内砂岩透镜体油气藏一般都位于埋深大于2 200 m的凹陷中心及内部低洼部位的沙河街组四段和三段中。下部浊积岩体中,压力系数一般大于1.3。砂岩体包裹于生油岩之中,储集岩在生油岩层内部。由于砂岩透镜体位于异常高压系统,并且具特殊的生储盖组合,导致砂岩透镜体油气藏具独特的成藏动力学特征。首先,砂岩透镜体油气藏的油源主要来自相邻生油岩的供给,运移动力为压实作用所产生的地层压力差和浮力,其中前者具更重要的作用。第二,运移的相态以混(溶)相为主,部分游离相。第三,运移通道主要为储集层。第四,以生油岩向邻接砂岩体直接运移成藏为主,油气充满度很高。第五,由于该类油气藏四周始终被生油岩包围,因此受构造影响小,易于保存。

洼陷带内部浊积砂体直接夹在巨厚的生油岩之中,而生油岩大多处于异常高压流体封存箱之中,成藏能力强。因此从洼陷带内部浊积砂体成藏条件来说,沙河街组三段、四段上部所有浊积砂体都应该形成岩性油气藏。但是,目前勘探的实际结果却不尽然,许多探井虽然遇到浊积砂体却未见油层,而且在单砂体也出现整体含油、局部含油和不含油三种情况。原因在于储集层顶底和边缘的物性,以及储集层本身的物性存在较大的差异。

4 结论

- (1) 东营凹陷岩性油气藏主要为砂岩透镜体油气藏和砂岩上翘尖灭油气藏。
- (2) 正常压力系统与异常高压系统中的岩性油气藏具有不同的成藏动力学特征。在正常

压力系统, 油气运移的驱动力主要为浮力, 油气沿断裂、不整合面或储集岩向上运移并在圈闭中聚集成藏, 运移的相态主要为游离相; 在异常高压系统, 岩性油气藏油气运移的驱动力主要为压实或欠压实作用下产生的地层压力差, 油气运移的相态主要为混(溶)相和游离相。

参 考 文 献

- 1 帅德福, 王秉海主编. 中国石油地质志(卷六): 胜利油田. 北京: 石油工业出版社, 1993
- 2 Hunt J M. Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartment. AAPG Bull, 1990, 74(10): 1~12
- 3 王新洲. 石油成因与物理模拟. 山东东营: 石油大学出版社, 1996

POOL-FORMING DYNAMIC PROPERTY OF LITHOLOGICAL OIL-GAS RESERVOIRS IN DONGYING SAG

Zeng Jianhui

(*Petroleum University, Beijing*)

Zheng Herong Wang Ning

(*Geological Institute, Shengli Oilfields, Dongying, Shandong*)

Abstract

The lithological oil-gas pools mainly consist of lens shaped sandrock and up-tilted pinching sandrock oil reservoirs in Dongying Sag. The reservoirs show different dynamic characteristics due to the influence of the formation pressure. In normal pressure, the major drive force for oil-gas migration is buoyancy. Oil and gas migrate upward in separate phase along fault, unconformity and reservoir rock and accumulate in the lithological traps. In abnormal high pressure system, the drive force is predominantly the formation pressure difference between compaction and uncompaction and that drives oil and gas to migrate and accumulate in the lithological traps. The migrating phase is mainly mixed phase of oil, gas and water or separate phase.